

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

HUMBERTO ELIAS SPRENGER

ESTUDO DE CASO DE INVENTÁRIO DE GASES DE EFEITO ESTUFA E
ALTERNATIVAS PARA NEUTRALIZAR AS EMISSÕES EM UMA INDÚSTRIA DE
REFRIGERANTES

CURITIBA

2015

HUMBERTO ELIAS SPRENGER

INVENTÁRIO DE GASES DE EFEITO ESTUFA E ALTERNATIVAS PARA
NEUTRALIZAR AS EMISSÕES EM UMA INDÚSTRIA DE REFRIGERANTES:
ESTUDO DE CASO

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso especialização em projetos sustentáveis, mudanças climáticas e gestão corporativa de carbono do Programa de Educação Continuada em Ciências Agrárias, da Universidade Federal do Paraná, como requisito para obtenção do título de especialista.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Sanquetta

CURITIBA

2015

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	6
2. MATERIAIS E MÉTODOS.....	10
2.1 INVENTÁRIO DE GEE.....	10
2.2 FONTES ESTACIONÁRIAS DE COMBUSTÃO.....	15
2.2.1 Fontes de Emissão de Importação de Energia Incluídas no Inventário.....	15
2.2.2 Cálculo das Emissões de Fontes Estacionárias.....	15
2.3 FONTES MÓVEIS DE COMBUSTÃO.....	20
2.3.1 Fontes Móveis de Emissão Incluídas no Inventário.....	22
2.3.2 Cálculo das Emissões de Fontes Móveis.....	22
2.4 EMISSÕES FUGITIVAS.....	24
2.5 FONTES DE EMISSÃO DE GERENCIAMENTO DE RESÍDUOS.....	26
3. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	26
3.1 INVENTÁRIO DE GEE.....	26
3.2 EMISSÕES DIRETAS, ESCOPO 1.....	27
3.3 EMISSÕES INDIRETAS, ESCOPO 2.....	28
3.4 OUTRAS EMISSÕES DE GEE INDIRETAS, ESCOPO 3.....	29
3.5 MAIORES FONTES EMISSORAS (ESCOPO 1, 2 E 3).....	30
4. AÇÕES DE MITIGAÇÃO.....	32
4.1 EQUIPAMENTO DE MERCADO FRIO.....	33
4.2 USO DE BIODIESEL PARA A FROTA PESADA.....	33
4.3 REDUÇÃO DAS PERDAS DE CO ₂	35
4.4 SUBSTITUIÇÃO DO COMBUSTÍVEL DA CALDEIRA.....	36
4.5 REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA.....	37
4.6 SUBSTITUIÇÃO DOS GASES REFRIGERANTES UTILIZADOS NOS EQUIPAMENTOS DE MERCADO FRIO.....	38
4.7 MINIMIZAÇÃO DA CARGA DE EFLUENTE GERADO PRIORIDADE: 7....	39
4.8 OUTRAS NÃO CITADAS NESTE INVENTÁRIO.....	40
5. AÇÕES DE COMPENSAÇÃO.....	40
6. CONCLUSÕES.....	41
6.1 INVENTÁRIO DE GEE.....	41
6.2 AÇÕES DE MITIGAÇÃO.....	41
6.3 AÇÕES DE COMPENSAÇÃO.....	42
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	43

INVENTÁRIO DE GASES DE EFEITO ESTUFA E ALTERNATIVAS PARA
NEUTRALIZAR AS EMISSÕES EM UMA INDÚSTRIA DE REFRIGERANTES:
ESTUDO DE CASO

HUMBERTO ELIAS SPRENGER

Orientador: CARLOS SANQUETTA

RESUMO

A demanda pela redução das emissões de gases de efeito estufa aumenta devido à ocorrência de eventos decorrentes das mudanças climáticas que impactam diretamente a economia, o meio ambiente e a sociedade em geral, direcionando governos e instituições a definirem ações que envolvam as grandes empresas. Para serem competitivas as empresas buscam se antecipar a estas situações e aplicar ações visando uma economia de baixo carbono, que gera maior eficiência e redução de desperdícios. Neste estudo, uma empresa de grande porte do ramo de bebidas carbonatadas foi analisada e seu inventário de emissões apresentou uma geração de 20.767 t CO₂e em 2013, considerando os escopos 1, 2 e 3 apresentados na metodologia do GHG Protocol e da ISO 14064. Foram estabelecidas ações prioritárias que visam neutralizar as emissões inventariadas da empresa por meio da mitigação, como por exemplo, a implementação da norma ISO 50001, além de ações de compensação como investimentos em projetos de MDL existentes no Brasil.

Palavras-Chave: Inventário de GEE; economia de baixo carbono, ISO 14064, GHG Protocol, ISO 50001.

ABSTRACT

The demand for reducing greenhouse gas emissions increases because the occurrence of events due to climate changes that directly impact the economy, the environment and society in general, directing governments and institutions to define actions that involve large companies. To be competitive companies seek to anticipate these situations and apply actions aiming a low carbon economy, generating greater efficiency and reducing waste. In this study, a large company in the sector of carbonated beverages was analyzed and its emissions inventory showed a generation of 20.767 t CO₂e in 2013, considering scopes 1, 2 and 3 presented in the GHG Protocol and ISO 14064 methodology. Priority actions were established aimed at neutralizing the inventoried emissions of the company through mitigation, such as the implementation of the ISO 50001 standard, as well as compensation actions as investments in existing CDM projects in Brazil.

Keywords: GHG inventory; low carbon economy, ISO 14064, GHG Protocol, ISO 50001.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com o site do GHG Protocol Brasil, “o GHG Protocol é uma ferramenta utilizada para entender, quantificar e gerenciar emissões de Gases de Efeito Estufa - GEE que foi originalmente desenvolvida nos Estados Unidos, em 1998, pelo World Resources Institute (WRI) e é hoje o método mais usado mundialmente pelas empresas e governos para a realização de inventários de GEE”.

Também são utilizadas para o desenvolvimento do inventário as diretrizes da norma ABNT NBR ISO 14064-1 (especificação e orientação a organizações para quantificação e elaboração de relatórios de emissões e remoções de GEE) a qual é compatível com o GHG Protocol e com os métodos de quantificação do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas - IPCC (Catálogo ABNT, acessado em 10/08/15).

O inventário segue a metodologia estabelecida pelo Programa Brasileiro do GHG Protocol.

O *GHG Protocol* estabelece em sua metodologia a realização de um inventário considerando os seguintes escopos:

- Escopo 1 - Emissões diretas de GEE: Emissões de GEE de fontes controladas pela empresa;
- Escopo 2 - Emissões indiretas de GEE: Emissões de GEE que ocorrem na geração da energia elétrica ou térmica importada;
- Escopo 3 - Outras emissões indiretas de GEE: Todas as outras emissões que possam ser atribuíveis à ação da empresa, mas que não ocorrem em fontes controladas por ela.

De acordo com o *GHG Protocol*, as empresas devem reportar obrigatoriamente os escopos 1 e 2, sendo o relato do escopo 3 opcional. Ainda assim, empresa, buscando maior confiabilidade e transparência nos resultados do seu inventário, quantifica emissões indiretas de fontes cujas informações estão disponíveis com um nível de incerteza aceitável.

Estão disponíveis no site do IPCC as metodologias do *IPCC 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC 1996 Guidelines)*, apoiada pelo *IPCC 2000 Good Practice Guidance*, sendo que a versão mais recente disponível é o *IPCC 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC 2006 Guidelines)*.

Conforme anexo A do Protocolo de Quioto são considerados como gases de efeito estufa o dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrofluorcarbonetos (HFC), perfluorcarbonetos (PFC), hexafluoreto de enxofre (SF_6) e trifluoreto de nitrogênio (NF_3).

Na Segunda Comunicação Nacional do Brasil, à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, o inventário apresenta os setores de Energia; Processos Industriais; Uso de Solventes e Outros Produtos; Agropecuária; Mudança do Uso da Terra e Florestas; e Tratamento de Resíduos (MCTI 2010).

De acordo com a Segunda Comunicação Nacional do Brasil, “a maior parcela das emissões líquidas estimadas de CO_2 é proveniente da mudança do uso da terra, em particular da conversão de florestas para uso agropecuário (MCTI, 2010).

Em função da elevada participação de energia renovável na matriz energética brasileira, pela geração de eletricidade a partir de hidrelétricas, pelo uso de álcool no transporte e bagaço de cana-de-açúcar e carvão vegetal na indústria, a parcela das emissões de CO_2 pelo uso de combustíveis fósseis no Brasil é relativamente pequena (MCTI, 2010).

O consumo energético brasileiro é ainda modesto, quando comparado aos países industrializados (MCTI, 2010).

De acordo com a Segunda Comunicação Nacional do Brasil, “as emissões devido a processos industriais representaram 4,0% das emissões totais em 2005, com a produção de ferro-gusa e aço, constituindo a maior parcela (58%). No período de

1990 a 2005, as emissões devido a processos industriais aumentaram 45% (MCTI 2010).

Os principais processos industriais que geram emissões de CO₂ no Brasil são a siderurgia, a produção de cimento, a produção de cal, a produção de alumínio e a produção de amônia (MCTI 2010).

Emissões de N₂O ocorrem principalmente no processo de produção de ácido adípico. Durante a produção de alumínio podem ocorrer emissões de PFCs. Emissões de HFCs ocorrem durante a sua utilização no setor de refrigeração e durante a produção de HCFC-22. Durante a produção de alumínio, também ocorrem emissões de CO. O principal processo gerador de NO_x é a produção de papel e celulose. O subsetor de alimentos e bebidas é responsável pela grande maioria das emissões de NMVOC pelos processos industriais” (MCTI 2010).

De acordo com a Segunda Comunicação Nacional do Brasil, “as emissões de NMVOC são também, em sua maioria, resultado da queima imperfeita de combustíveis (45% em 2005), mas uma parcela significativa é resultado da produção e uso de solventes (28% em 2005) ou proveniente da indústria de alimentos e bebidas (24% em 2005)” (MCTI 2010).

De acordo com a Segunda Comunicação Nacional do Brasil, “em termos de emissões setoriais, o subsetor industrial foi o principal responsável pelas emissões de N₂O em 2005 (46%), sendo os subsectores de alimentos e bebidas (23%) e ferro-gusa e aço (10%) os mais importantes” (MCTI 2010).

O vinho, cerveja e destilados como maiores emissores de NMVOC, sendo que a fabricação de bebidas carbonatadas (refrigerantes) não é citada diretamente (MCTI 2010).

A realização do inventário viabiliza implementar a sequência de etapas descritas na FIGURA 1.

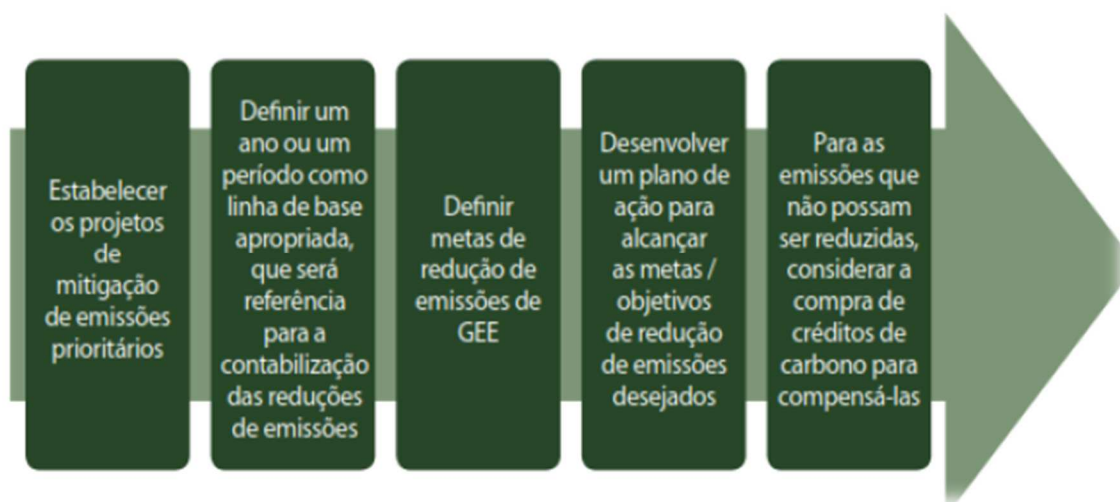


Figura 1: Ações para redução de emissões na gestão corporativa de carbono (Fonte CNI, 2011a).

O estabelecimento de ações depende das características da empresa e do resultado do inventário. Nem sempre os projetos prioritários são aqueles que estão relacionados as maiores emissões de GEE, dependem da viabilidade técnica e econômica.

A última etapa da FIGURA 1 se refere a quantidade de emissões que não podem ser mitigadas pela empresa, seja devido a viabilidade técnica ou econômica. A opção para atingir a neutralidade em emissões de GEE seria compensar estas emissões com a compra de créditos de carbono que podem ser obtidos a partir de projetos de Mecanismos de Desenvolvimento Limpo - MDL.

Até março de 2015, haviam sido registrados 385 projetos de MDL do Brasil, sendo 54 projetos para a produção de energia a partir da biomassa (como por exemplo resíduos de madeira, casca de arroz e bagaço de cana); 104 projetos para a produção de energia hídrica; 58 projetos para a captura e destruição do metano (CH₄) em aterros sanitários; 71 projetos para a captura e destruição do metano em atividades relacionadas ao tratamento dos dejetos de animais (como por exemplo suinocultura); e 68 projetos de energia eólica (UNFCCC, acesso em 28 março de 2015).

Quanto aos projetos de aflorestamento e reflorestamento registrados na UNFCCC até setembro de 2014, nota-se que Colômbia, Índia e Brasil são responsáveis por 52% do volume de CO₂ evitado decorrente de projetos de Aflorestamento e Reflorestamento. A Índia é o país com maior número de projetos, total de 9, e está atrás apenas da Colômbia em termos de volume de CO₂ evitado. Uganda e Colômbia contam com 7 projetos cada um. Brasil contribui com 11,58% do total de emissões evitadas com seus 3 projetos que somam 244.084 ton CO₂/ano. (UNFCCC, acesso em 30 de setembro de 2015). A Relação dos 5 maiores projetos de Aflorestamento e Reflorestamento é apresentado na TABELA 1.

Tabela 1: Relação dos 5 maiores projetos de Aflorestamento e Reflorestamento.

País	Remoções previstas ton CO₂/ano
Colômbia	256.109
República da Moldova	179.242
Brasil	157.635
Índia	146.998
Quênia	96.436

O objetivo do trabalho é apresentar o inventário de GEE com a relação das alternativas para a neutralização de emissões em indústria de refrigerantes a partir de ações de mitigação e compensação.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 INVENTÁRIO DE GEE

Os GEE contemplados neste inventário são aqueles regulados sob o Protocolo de Quioto e aplicáveis às operações da empresa, a saber, CO₂, CH₄, N₂O e a família HFCs (hidrofluorcarbonetos).

O presente inventário contabiliza as emissões de GEE de 01 de janeiro de 2013 até 31 de dezembro de 2013, sendo este o ano base do projeto.

As emissões da combustão em fontes estacionárias controladas foram relatadas como emissões diretas de GEE sob o escopo 1, enquanto as emissões de fontes estacionárias controladas por terceiros como emissões indiretas de GEE sob o escopo 3.

Foram identificadas e contabilizadas as emissões de GEE por combustão estacionária das seguintes fontes de emissões:

- Caldeiras;
- Geração de vapor.

As emissões de fontes de combustão estacionárias são oriundas do consumo dos seguintes combustíveis fósseis:

- Diesel B5;
- Gás natural;
- Óleo combustível pesado;
- GLP (Gás Liquefeito de Petróleo).

Não foi relatado qualquer consumo de biomassa (e.g. etanol, resíduos de madeira, etc.) nessas fontes, exceto no caso da parcela de biodiesel presente no *blend* de diesel B5.

A TABELA 2 destaca as atividades, dos escopos 1, 2 e 3, que foram incluídas no inventário.

Tabela 2: Fontes de emissões incluídas.

Escopo	Fontes de emissão	Equipamentos/ Atividades	Combustível/ Eletricidade
Escopo 1	Fontes estacionárias	Caldeiras	Gás Natural e Óleo Combustível
		Soldagem	Acetileno
	Fontes móveis	Veículos leves/ transporte de funcionários	Gasolina C, GNV e Etanol
		Distribuição de bebidas / Frota pesada	Diesel B5
		Distribuição de bebidas / Frota leve	Gasolina C
		Transferência de bebidas entre cidades / Frota pesada	Diesel B5
		Empilhadeiras	GLP
		Extintores de incêndio	CO ₂
	Emissões fugitivas	Consumo de gás refrigerante nos equipamentos de Mercado frio (geladeiras) utilizados para gelar as bebidas nos pontos de venda	HFC-134a
Escopo 2	Fontes estacionárias	Equipamentos elétricos	Eletricidade comprada
Escopo 3	Fontes Estacionárias	Consumo de energia devido aos equipamentos de Mercado frio (geladeiras) utilizados para gelar as bebidas nos pontos de venda	Eletricidade comprada
	Emissões Fugitivas	Gaseificação (consumo de CO ₂ devido ao processo de gaseificação do refrigerante)	CO ₂

Os Potenciais de Aquecimento Global (PAG), apresentados pelo *IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change – Errata* (2007) para um período de 100 anos, (ver TABELA 3), são aplicados a estes GEE a fim de convertê-los em uma unidade definida de forma arbitrária, o CO₂e (dióxido de carbono equivalente), de modo que todos os diferentes gases possam ser avaliados em uma unidade comum. Desta forma, o CO₂e é usado para expressar o total de GEE oriundo de uma empresa ou uma instalação.

As emissões de CH₄, N₂O e dos gases refrigerantes, expressas em CO₂e, foram estimadas usando a seguinte fórmula:

$$CE_{GEE} = E_{f,GEE} \times PAG_{GEE}$$

Onde: CE_{GEE} - emissões do Gás de Efeito Estufa expressas em CO₂e (kg)

$E_{f,GEE}$ - emissões do Gás de Efeito Estufa (kg) para o combustível do tipo f

PAG_{GEE} - potencial de aquecimento global para o gás do tipo GEE [Tabela 2-2]

GEE - tipo de gás, seja CH₄, N₂O ou outro gás com Potencial de Aquecimento Global definido no *Fourth Assessment Report*.

A Tabela 3: PAGs dos gases abordados neste inventário (IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change – Errata, 2007).

Gás ou Mistura	PAG
CO ₂	1
CH ₄	25
N ₂ O	298
HFC-134a	1.430

De acordo com a Portaria MAPA Nº 105 DE 28/02/2013, publicada no DOU em 1/03/2013 foi fixado em vinte e cinco por cento o percentual obrigatório de adição de álcool etílico anidro combustível à gasolina, a partir da zero hora do dia 1º de maio de 2013. Sendo que no ano de 2013 a média desse valor foi de 23,3%.

Dessa forma, para todo o consumo de gasolina reportado pela empresa em seu inventário de GEE de 2013, nomeada de “gasolina C”, foi considerada a parcela, em volume, de gasolina pura (76,7%) e álcool etílico anidro (23,3%) para o cálculo das emissões da mistura.

A mesma metodologia é aplicada ao consumo de óleo diesel reportado pelas empresas nomeado de “diesel B5”. Pela legislação brasileira vigente no ano de 2013, o óleo diesel deve conter, obrigatoriamente, 5% em volume de biodiesel em sua mistura.

Dessa forma, faz-se necessário calcular os conteúdos energéticos (ou Poder Calorífico Inferior – PCI) e fatores de emissão específicos para essas misturas de combustíveis. A descrição detalhada dos cálculos e ponderação são apresentadas a seguir:

Cálculo do conteúdo de energia de combustíveis que possuem biomassa em sua composição

$$PCI_f = \frac{(\%bio \times PCI_{bio} \times \rho_{bio})}{\rho_{fóssil}} + \frac{((1 - \%bio) \times PCI_{fóssil} \times \rho_{fóssil})}{\rho_{fóssil}}$$

Onde: *PCI* – Poder calorífico inferior ou conteúdo de energia

f – tipo de combustível

bio – combustível de biomassa

fóssil – combustível fóssil

ρ – densidade

Cálculo da densidade de combustíveis que possuem biomassa em sua composição

$$\rho_f = (\%bio \times \rho_{bio}) + (1 - \%bio) \times \rho_{fóssil}$$

Onde: ρ – densidade

f – tipo de combustível

bio – combustível de biomassa

fóssil – combustível fóssil

Cálculo do fator de emissão de combustíveis que possuem biomassa em sua composição: CO₂.

$$FE_f = \frac{((1 - \%bio) \times \rho_{fóssil} \times PCI_{fóssil} \times FE_{fóssil})}{\rho_{mistura} \times PCI_{mistura}}$$

Onde: *FE* – Fator de emissão

f – tipo de combustível

ρ – densidade

bio – combustível de biomassa

fóssil – combustível fóssil

PCI – Poder calorífico inferior ou conteúdo de energia

mistura – combustível fóssil + combustível de biomassa

Cálculo do fator de emissão de combustíveis que possuem biomassa em sua composição: CH₄ e N₂O.

$$FE_f = \frac{(\%bio \times \rho_{fóssil} \times PCI_{bio} \times FE_{bio})}{\rho_{mistura} \times PCI_{mistura}}$$

Onde: FE – Fator de emissão

f – tio de combustível

ρ – densidade

bio – combustível de biomassa

$fóssil$ – combustível fóssil

PCI – Poder calorífico inferior ou conteúdo de energia

$mistura$ – combustível fóssil + combustível de biomassa

As emissões de CO₂ associadas à combustão da parcela de biomassa na mistura não foram incluídas no inventário. No entanto, as emissões de CH₄ e N₂O oriundas da queima da mistura foram somadas às emissões totais da empresa.

2.2 FONTES ESTACIONÁRIAS DE COMBUSTÃO

Os dados de PCI dos combustíveis utilizados na elaboração do inventário foram extraídos do Balanço Energético Nacional de 2013 (EPE/MME, 2013). Todavia, deve-se destacar que quando estes não se encontraram disponíveis no BEN de 2013, utilizou-se o *IPCC 2006 Guidelines* (IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006).

2.2.1 Fontes de Emissão de Importação de Energia Incluídas no Inventário

As emissões da geração da eletricidade importada utilizada em fontes controladas empresa, tais como equipamentos elétricos, iluminação e equipamentos de refrigeração de ambientes nas instalações da empresa devem ser relatadas sob o escopo 2, enquanto que as emissões da eletricidade consumida em fontes não controladas pela empresa devem ser relatadas no escopo 3, como é o caso dos equipamentos de mercado frio localizados em lojas e instalações de terceiros.

2.2.2 Cálculo das Emissões de Fontes Estacionárias

a) Consumo de Combustíveis

As emissões de CO₂, CH₄ e N₂O relacionadas ao consumo de combustíveis em fontes estacionárias foram estimadas usando a seguinte fórmula:

$$E_{f,GEE} = CC_f \times PCI_f \times FE_{f,GEE}$$

Onde: $E_{f,GEE}$ - emissões de CO₂, CH₄ e N₂O (kg) para combustível do tipo f

CC_f - consumo de combustível do tipo f (toneladas, m³ ou litros)

PCI_f - poder calorífico inferior do combustível do tipo f (GJ/unidade de consumo)

$FE_{f,GEE}$ - fator de emissão para combustível do tipo f e gás do tipo GEE (kg/GJ)

f - tipo de combustível

GEE - tipo de gás - CO₂, CH₄ ou N₂O

A TABELA 4 apresenta os valores de PCIs e densidade utilizados para o cálculo das emissões.

Tabela 4: Conteúdo de energia e densidade dos combustíveis.

Combustível	PCI (GJ/tonelada)	Fonte	PCI (GJ/L)	Fonte	Densidade (tonelada/L)	Fonte
Biodiesel	37,7	BEN, 2013	0,033	Calculado	0,00088	ANP*
Diesel B5	42,1	Calculado**	0,035	Calculado	0,00084	Calculado**
Gás Natural	46,1	Calculado***	0,037	Calculado***	0,00000080	COMGÁS
Óleo Combustível Pesado	40,2	BEN, 2013	0,040	Calculado	0,0010	BEN, 2013
Óleo Diesel	42,3	BEN, 2013	0,036	Calculado	0,00084	BEN, 2013
GLP	46,5	IPCC, 2006 Vol.2	0,026	Calculado	0,00055	BEN, 2013

* De acordo com a Resolução ANP Nº 7, de 19.3.2008, a densidade do biodiesel varia entre a faixa de 0,850 a 0,900 kg/m³. Foi utilizada a densidade média.

** Calculado com base nos dados de Óleo diesel e Biodiesel nas respectivas frações, em volume, obrigatórias por lei no diesel brasileiro.

*** Valores foram calculados com base na COMGÁS (2011) e no BEN. A densidade do gás natural encontra-se na unidade GJ/m³.

A TABELA 5 contempla os fatores de emissão de GEE de fontes estacionárias ($FE_{f,GEE}$) utilizados na análise.

Tabela 5: Fatores de emissão de GEE para fontes estacionárias.

Combustível	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Unidade	Fonte de Dados**
Biodiesel	70,8	0,003	0,0006	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
Diesel B5	70,6	0,003	0,0006	kg/GJ	Calculado*
Gás Natural	56,1	0,001	0,0001	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
Óleo Combustível Pesado	77,4	0,003	0,0006	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
Óleo Diesel	74,1	0,003	0,0006	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
GLP	63,1	0,001	0,0001	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2

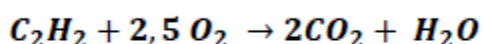
* Calculado com base nos dados de óleo diesel e biodiesel e nas respectivas frações, em volume, obrigatórias por lei no combustível brasileiro.

** Foi utilizada a tabela relacionada à atividade de construção e manufatura

Em seguida, as emissões de CH₄ e N₂O foram convertidas e relatadas em CO₂e, de acordo com o seu PAG, apresentado na TABELA 3 para o total das emissões do inventário.

b) Emissões de Processo: Soldagem

As emissões associadas à queima de acetileno estão incluídas no inventário e o cálculo das emissões é feito através de cálculo estequiométrico:



Equação 1 – Cálculo estequiométrico do acetileno

O cálculo é feito a partir da massa molar das substâncias químicas envolvidas, ou seja, de acordo com a reação acima, a combustão de 1 mol de acetileno (C₂H₂) emite 2 mols de CO₂. Considerando que a massa molar do acetileno é de 26 g/mol e a do CO₂ de 44 g/mol, a queima de 1 mol de acetileno produz 88 g de CO₂ e, portanto, as emissões de CO₂ podem ser estimadas usando a seguinte fórmula:

$$E_{CO_2} = C_{Ac} \times 2 \times \left(\frac{PM_{CO_2}}{PM_{C_2H_2}} \right)$$

Equação 2 – Emissões de acetileno

Onde: E_{CO_2} – emissões de CO₂ (kg)

C_{Ac} – consumo de acetileno (kg)

PM_{CO_2} – peso molecular do CO₂ (g/mol)

$PM_{C_2H_2}$ – peso molecular do Acetileno (C₂H₂) (g/mol)

c) Cálculo das Emissões de Importação de Energia

O total das emissões indiretas oriundas da geração da eletricidade comprada foi estimado através da seguinte fórmula:

$$Em = CE \times FE$$

Onde: Em - emissões de CO₂ (tonelada)

CE - consumo de eletricidade (MWh)

FE - fator de emissão de dióxido de carbono (toneladas por MWh).

O FE do sistema interligado nacional (SIN), em conformidade com as diretrizes do GHG Protocol, é fornecido pelo Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI, 2014).

A TABELA 6 apresenta os Fatores de Emissão (FE) médios anuais do SIN para o ano de 2013, utilizados na análise, e o fator médio dos anos anteriores, 2010, 2011 e 2012, para fins comparativos.

Tabela 6: FE médios anuais do SIN (MCTI, 2014).

Ano	Fator de Emissão ⁸
	t CO ₂ / MWh
2010	0,0513
2011	0,0292
2012	0,0653
2013	0,0960
Janeiro 2013	0,1151
Fevereiro 2013	0,1090
Março 2013	0,0981
Abril 2013	0,0959
Mai 2013	0,1151
Junho 2013	0,1079
Julho 2013	0,0838
Agosto 2013	0,0833
Setembro 2013	0,0840
Outubro 2013	0,0831
Novembro 2013	0,0930
Dezembro 2013	0,0841

Para se quantificar a eletricidade consumida nos equipamentos de mercado frio é necessário conhecer a potência dos tipos de equipamento utilizados, bem como a quantidade de cada modelo, conforme apresentado na TABELA 7.

Tabela 7: Relação dos equipamentos de mercado frio (geladeiras) disponíveis nos pontos de venda.

Código do Modelo	Quantidade 31/12/2013	Potência por modelo (W)	Tempo (horas funcionamento / ano)	Consumo de energia / combustível MWh	GJ	Kg CO₂
VB43	8.633	561,54	8.760	42.466,39	152.879,0	4.078.189,1
VB99	1.919	1.046,15	8.760	17.586,31	63.310,7	1.688.871,6
VB63	1.177	784,62	8.760	8.089,79	29.123,3	776.889,8
VB30	1.668	530,77	8.760	7.755,43	27.919,5	744.779,8
VR08	2.575	284,62	8.760	6.420,07	23.112,2	616.540,6
ZAV	928	561,54	8.760	4.564,90	16.433,7	438.382,9
VB32	468	830,77	8.760	3.405,89	12.261,2	327.078,8
ELV	404	707,69	8.760	2.504,55	9.016,4	240.520,4
G326	539	446,15	8.760	2.106,58	7.583,7	202.301,7
MFV	402	561,54	8.760	1.977,47	7.118,9	189.902,9
VB12	315	630,77	8.760	1.740,54	6.266,0	167.150,3
CAR	273	561,54	8.760	1.342,91	4.834,5	128.963,9
GV43	167	561,54	8.760	821,49	2.957,3	78.890,0
OLY	139	307,69	8.760	374,66	1.348,8	35.979,7
TRV	75	561,54	8.760	368,93	1.328,2	35.429,7
VFV	75	561,54	8.760	368,93	1.328,2	35.429,7
VB10	177	230,77	8.760	357,81	1.288,1	34.361,9
VR15	118	338,46	8.760	349,86	1.259,5	33.598,3
HB11	213	184,62	8.760	344,47	1.240,1	33.080,6
EMR	67	566,15	8.760	332,29	1.196,2	31.910,6
G070	63	561,54	8.760	309,90	1.115,6	29.760,9
G342	52	646,15	8.760	294,34	1.059,6	28.266,1
RVV	27	849,23	8.760	200,86	723,1	19.289,3
G3R	36	566,15	8.760	178,54	642,8	17.146,0
VEN	42	476,92	8.760	175,47	631,7	16.850,9
TCM	28	446,15	8.760	109,43	394,0	10.509,2
JUM	22	507,69	8.760	97,84	352,2	9.396,1
VB40	11	961,54	8.760	92,65	333,6	8.897,9
VU40	17	566,15	8.760	84,31	303,5	8.096,7
VU40	17	566,15	8.760	84,31	303,5	8.096,7
VAN	13	600,00	8.760	68,33	246,0	6.561,8
MFH	15	446,15	8.760	58,62	211,0	5.629,9
VB28	11	515,38	8.760	49,66	178,8	4.769,3
VR04	14	338,46	8.760	41,51	149,4	3.986,2
FTL	8	561,54	8.760	39,35	141,7	3.779,2
PRV	8	561,54	8.760	39,35	141,7	3.779,2
PEM9	7	600,00	8.760	36,79	132,5	3.533,3
G372	5	830,77	8.760	36,39	131,0	3.494,4

VK43	7	546,15	8.760	33,49	120,6	3.216,2
ELM	5	561,54	8.760	24,60	88,5	2.362,0
QST	14	200,00	8.760	24,53	88,3	2.355,5
14H	4	600,00	8.760	21,02	75,7	2.019,0
WBC	6	338,46	8.760	17,79	64,0	1.708,4
VU30	3	566,15	8.760	14,88	53,6	1.428,8
PRH	3	446,15	8.760	11,72	42,2	1.126,0
V21	2	569,23	8.760	9,97	35,9	957,7
CMO	1	600,00	8.760	5,26	18,9	504,8
PEM3	1	600,00	8.760	5,26	18,9	504,8
PST	1	600,00	8.760	5,26	18,9	504,8
PTB	1	600,00	8.760	5,26	18,9	504,8
GAV	1	561,54	8.760	4,92	17,7	472,4
OPF	1	561,54	8.760	4,92	17,7	472,4
COH	1	446,15	8.760	3,91	14,1	375,3
MVD	1	446,15	8.760	3,91	14,1	375,3
VR19	1	338,46	8.760	2,96	10,7	284,7

2.3 FONTES MÓVEIS DE COMBUSTÃO

As diretrizes do *GHG Protocol* indicam que uma das formas de estimar as emissões de GEE das fontes móveis se dá pela multiplicação da quantidade física dos combustíveis consumidos (em unidades como massa ou volume) pelo FE com base em energia (GJ). Quando tais informações não estão disponíveis no formato desejável, recomenda-se minimizar as conversões de dados. No caso da empresa, quando o dado em volume não estava disponível, utilizou-se a distância percorrida entre os locais.

A FIGURA 2 apresenta exemplos das diferentes maneiras de obter-se o consumo de combustível em fontes móveis, caso o dado da atividade não esteja disponível no formato desejável em unidades como massa ou volume.

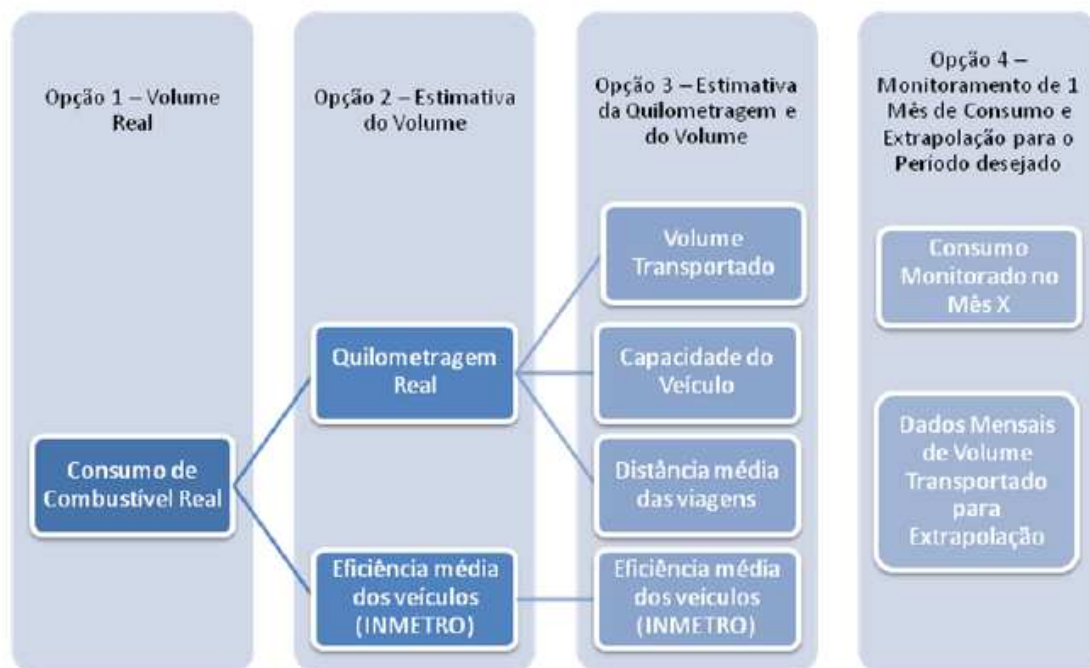


Figura 2: Consumo de Combustível em veículos

O *IPCC 2006 Guidelines* (IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006), no capítulo 3 do segundo volume da publicação, descreve os métodos e dados necessários para estimar as emissões de fontes móveis, subdivididas nas seguintes categorias: transporte *on-road*, *off-road*, ferroviário, marítimo e aviação civil. O inventário, inclui as categorias descritas a seguir:

- Transporte *On-road*: Inclui todos os tipos de veículos leves, como carros e caminhões leves, veículos pesados, como ônibus e carretas, e motocicletas. Esses veículos podem operar com diversos tipos de combustíveis gasosos e líquidos.
- Transporte *Off-road*: Abrange veículos e equipamentos móveis utilizados nas instalações industriais. Os tipos de motores normalmente utilizados nestes equipamentos consomem diesel ou gasolina.

Os FEs de CO₂ *default* apresentados pelo *IPCC 2006 Guidelines* para cada combustível são iguais aos fatores de combustão estacionária, que considera que todo conteúdo de carbono irá se converter em CO₂.

A estimativa dos FEs de CH₄ e N₂O, por sua vez, são mais complexas se comparadas às do CO₂, pois dependem de variáveis como as tecnologias de combustão e controle de emissões e as condições de operação. Os valores *default* desses fatores também são disponibilizados pelo *IPCC 2006 Guidelines* para cada combustível utilizado dentro de cada categoria, porém estes possuem maiores incertezas associadas.

2.3.1 Fontes Móveis de Emissão Incluídas no Inventário

As emissões da combustão de fontes móveis geridas e operadas pela empresa foram relatadas como emissões diretas de GEE sob o escopo 1, ao passo que as emissões de fontes móveis operadas por terceiros foram relatadas como emissões indiretas de GEE sob o escopo 3.

Com base nas orientações acima e na avaliação das atividades realizadas pela empresa, foram identificadas e contabilizadas as emissões de GEE das seguintes fontes móveis:

- Empilhadeiras;
- Frota pesada, composta por caminhões médios e pesados;
- Frota leve, composta por veículos de passeio e motos.

Foram identificados os seguintes combustíveis fósseis e *blends* sob esta seção:

- Diesel B5;
- Gasolina C;
- Propano (GLP);
- Etanol Hidratado.

2.3.2 Cálculo das Emissões de Fontes Móveis

As emissões de CO₂, CH₄ e N₂O de fontes móveis foram calculadas da seguinte forma:

$$E_{f,GEE} = CC_f \times PCI_f \times FE_{f,v,GEE}$$

Onde: $E_{f,GEE}$ - emissões de CO₂, CH₄, e N₂O (kg) para combustível do tipo f

CC_f - combustível consumido (toneladas, m³ ou litros)

PCI_f - Poder Calorífico Inferior do combustível do tipo f (GJ/unidade de consumo) [ver **Tabela 3-4**]

$FE_{f,v,GEE}$ - fator de emissão do GEE para combustíveis do tipo f e veículos do tipo v (kg/GJ) [ver **Tabela 3-5**]

f - tipo de combustível (diesel, gasolina, etanol, etc.)

v - tipo de veículo (e.g., carro de passageiros, caminhão de carga leve, caminhão de carga pesada, embarcações e jatos)

GEE- tipo de gás (CO₂, CH₄ ou N₂O).

Se apenas dados de VQR (veículo/quilômetro rodado) estiverem disponíveis, as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O de fontes móveis são calculadas da seguinte forma:

$$E_{f,GEE} = (K_v \times EF_v) \times PCI_f \times FE_{f,v,GEE}$$

Onde: K_v - distância percorrida (quilômetros)

EF_v - eficiência de consumo de combustível específico do veículo v (litros por quilômetro)

A TABELA 8 apresenta os valores de PCIs e densidade utilizados para o cálculo de emissões.

Tabela 8: Conteúdo de energia e densidade.

Combustível	PCI (GJ/t)	Fonte	PCI (GJ/L)	Fonte	Densidade (t/L)	Fonte
Biodiesel	37,7	BEN, 2013	0,033	Calculado	0,00088	ANP**
Diesel B5	42,5	Calculado*	0,035	Calculado	0,00084	Calculado*
Etanol Anidro	28,3	BEN, 2012	0,022	Calculado	0,00079	BEN, 2012
Etanol Hidratado	26,4	BEN, 2012	0,021	Calculado	0,00081	BEN, 2012
Gasolina A	43,5	BEN, 2012	0,032	Calculado	0,00074	BEN, 2012
Gasolina C	39,8	Calculado*	0,030	Calculado*	0,00075	Calculado*
GLP	46,5	BEN, 2012	0,026	Calculado	0,00055	BEN, 2012
Óleo Diesel	42,3	BEN, 2012	0,036	Calculado	0,00084	BEN, 2012
GNV	0,04	Calculado***				

*Calculado com base nos dados de óleo diesel e biodiesel, e etanol anidro e Gasolina A, e nas respectivas frações, em volume, obrigatórias por lei nestes combustíveis.

** De acordo com a Resolução ANP Nº 7, de 19.3.2008, a densidade do biodiesel varia entre a faixa de 0,850 a 0,900 kg/m³. Foi utilizada a densidade média.

***O poder calorífico inferior do GNV está em GJ/m³.

A TABELA 9 apresenta os fatores de emissão de GEE dos combustíveis fósseis e de biomassa utilizados nas fontes móveis abordadas no inventário.

Tabela 9: Fatores de emissão de GEE para fontes móveis (IPCC, 2006).

Combustível	Tipo de Veículos	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Unidade	Fonte
Biodiesel	On-road/Off-road**	70,8	0,010	0,001	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
Diesel B5*	On-road	70,7	0,004	0,004	kg/GJ	Calculado
Diesel B5*	Off-road	70,7	0,004	0,027	kg/GJ	Calculado
Etanol Anidro	On-road/Off-road	79,6	0,018	0,0006	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
Etanol Hidratado	On-road/Off-road	79,6	0,018	0,0006	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
Gasolina A	On-road	69,3	0,025	0,008	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
Gasolina A	Off-road	69,3	0,12	0,002	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
Gasolina C*	On-road	57,3	0,024	0,007	kg/GJ	Calculado
Gasolina C*	Off-road	59,1	0,024	0,007	kg/GJ	Calculado
GLP	On-road	63,1	0,062	0,0002	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
Óleo Diesel	On-road	74,1	0,004	0,004	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
Óleo Diesel	Off-road	74,1	0,004	0,03	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2
GNV	On-road	56,1	0,092	0,003	kg/GJ	IPCC, 2006 Vol.2

*Calculado com base nos dados de óleo diesel, biodiesel, etanol anidro e Gasolina A, nas respectivas frações, em volume, obrigatórias por lei nestes combustíveis.

Em seguida, similarmente ao que foi feito com as fontes estacionárias, as emissões de CH₄ e N₂O foram convertidas em CO₂e, de acordo com os seus respectivos PAGs para o relato das emissões consolidadas em uma unidade comum.

A classificação dos veículos obedeceu as especificações do 1º Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários (MMA, 2011).

2.4 EMISSÕES FUGITIVAS

O *IPCC 2006 Guidelines*, no capítulo 7 do segundo volume, descreve os métodos e dados necessários para estimar as emissões não intencionais de HFCs, substitutos de substâncias destruidoras da camada de ozônio. As áreas de aplicação usuais destes gases incluem, entre outras, refrigeração e climatização. Também são incluídas nesta categoria de fonte as emissões relativas ao uso de extintores de incêndio de CO₂, e o CO₂ utilizado na gaseificação dos refrigerantes. Conforme orientação do *WRI/WBCSD GHG Protocol* e do *IPCC 2006 Guidelines*, neste inventário não são contabilizadas as emissões de gases refrigerantes já cobertos pelo Protocolo de Montreal, ainda que esses gases possuam PAG. Somente as emissões de gases cobertos pelo Protocolo de Quioto foram quantificadas, sendo as demais relatadas como item de memorando.

O *WRI/WBCSD GHG Protocol* atenta para as emissões, intencionais ou não, resultantes do vazamento de HFCs utilizados em equipamentos de ar condicionado e refrigeração, que possam ocorrer sob o escopo 1 das empresas. No caso do CO₂ utilizado no processo de gaseificação, embora ocorram perdas durante o processo de envase, a maior parte do CO₂ injetado nos refrigerantes retorna à atmosfera no momento de seu consumo. Como não é possível estimar a parcela de CO₂ que escapa no momento do envase, tais emissões foram integralmente alocadas no escopo 3 a partir da quantidade de CO₂ adquirida de terceiros e injetada no ano, dado que a empresa não é responsável pela produção deste insumo. Esta alocação está de acordo com a metodologia *BIER – Beverage Industry Environmental Roundtable*, que fornece diretrizes para a quantificação de emissões do setor de bebidas.

Com base nas orientações acima e na avaliação das atividades realizadas pela empresa, foram identificadas e contabilizadas as emissões de GEE de emissões fugitivas nas seguintes atividades:

- Refrigeração: HCFC-2212, MO-29, HFC-134a e R-12;
- Extintores de Incêndio: CO₂;
- Equipamentos de mercado frio: HFC-134a;
- Gaseificação: CO₂.

As emissões fugitivas da reposição dos gases refrigerantes foram calculadas a partir do consumo direto desses gases, quando esses são utilizados para reposição em sistemas fechados. Não foram computadas as emissões dos primeiros abastecimentos do sistema de refrigeração, uma vez que o gás ficará retido e não será emitido para a atmosfera. No entanto, se ao longo do ano o volume de gás retido for reduzido, a empresa precisará reabastecer o sistema até que este esteja totalmente preenchido e possa operar nas condições adequadas novamente. Neste caso, o volume de gás utilizado para completar a diferença identificada ao longo do ano será igual ao volume de gás que escapou devido a vazamentos ou descargas para manutenção.

Para converter as emissões fugitivas em uma unidade comum (CO₂e), foram utilizados os PAGs do *IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change - Errata* (2007). Para os gases cobertos pelo Protocolo de Montreal, relatados no item memorando, os PAGs foram obtidos na mesma fonte de referência ou, quando não disponíveis, na DUPont Refrigerants.

Para a gaseificação e extintores de incêndio de CO₂ considerou-se a quantidade de gás recarregada, não sendo necessárias conversões, uma vez que os resultados são apresentados na unidade comum CO₂e.

2.5 FONTES DE EMISSÃO DE GERENCIAMENTO DE RESÍDUOS

Todas as emissões do gerenciamento de resíduos controlado pela empresa devem ser relatadas como emissões diretas de GEE sob o escopo 1, assim como todas as emissões do gerenciamento de resíduos realizado por contratadas devem ser alocadas sob o escopo 3.

Referentes ao tratamento de efluente a empresa possui tratamento por lodos ativados. As emissões de CH₄ em condições aeróbicas são pouco significativas ou nulas e o carbono nas emissões de CO₂ têm origem na decomposição da biomassa, não sendo, portanto, computadas sob este sistema.

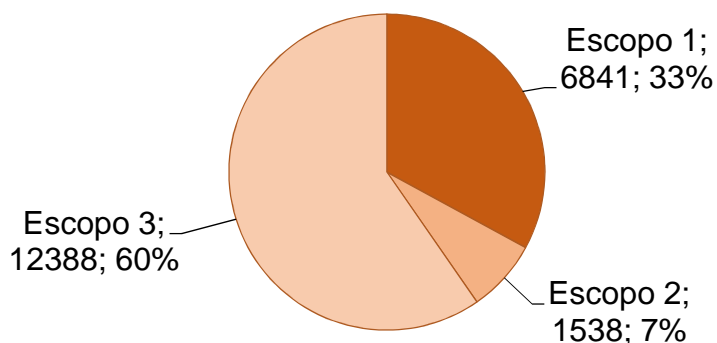
As demais disposições de resíduos que poderiam emitir GEEs não foram contempladas, por exemplo, emissões associadas ao tratamento de resíduos sólidos por serem pouco significativas.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 INVENTÁRIO DE GEE

Conforme as somas das emissões apresentadas no GRÁFICO 1, as emissões absolutas de GEE em 2013 totalizaram 20.767 t CO₂e.

Gráfico 1: Emissões totais (t CO₂e).



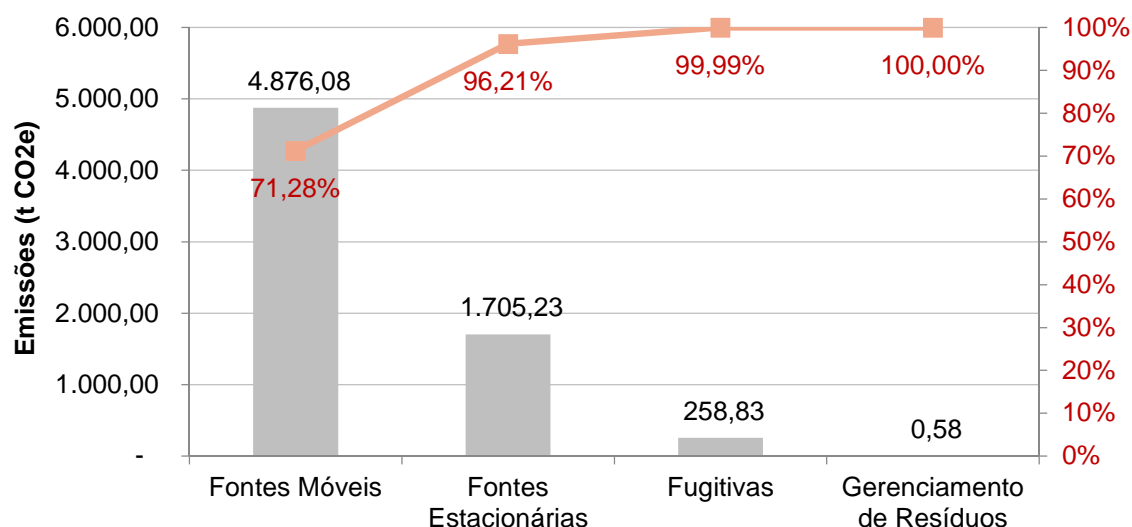
3.2 EMISSÕES DIRETAS, ESCOPO 1

As emissões diretas, referentes ao escopo 1, apresentadas no GRÁFICO 2, deveram-se, principalmente, ao consumo de combustíveis fósseis em fontes móveis para o transporte de produtos e funcionários, e também ao consumo de gás natural e óleo combustível pesado nas caldeiras.

Em 2013, a gasolina e o óleo diesel produzidos no Brasil apresentaram respectivamente 23,3% de etanol anidro (em média) e 5,0% de biodiesel em suas composições (ANP, 2014). Dessa forma, as emissões de GEE relativas a estes percentuais de combustíveis de biomassa foram devidamente descontadas das emissões totais da empresa.

Emissões não-intencionais de gases utilizados para refrigeração ou como isolantes são calculadas a partir do seu consumo direto, quando esses são utilizados para reposição em sistemas fechados. Entendendo que o volume reabastecido é igual àquele que foi perdido desde o último abastecimento.

Gráfico 2: Emissões totais do Escopo 1.



3.3 EMISSÕES INDIRETAS, ESCOPO 2

Conforme orientação do GHG Protocol, as emissões de GEE provenientes da geração de qualquer energia importada são consideradas emissões indiretas e se enquadram no escopo 2 do Inventário.

Como as atividades realizadas pela empresa têm grande parte da sua demanda energética suprida pelas caldeiras, as emissões indiretas de escopo 2 foram baixas se comparadas às emissões dos demais escopos. O consumo de eletricidade ocorreu em atividades de iluminação, refrigeração e equipamentos elétricos em atividades gerais na fábrica. Não temos geradores nesta fábrica.

No caso do Brasil, as emissões da rede elétrica em 2013 foram relativamente baixas devido à alta participação das usinas hidrelétricas em sua composição. Em contrapartida, as emissões de escopo 2 estão vulneráveis aos fatores climáticos, uma vez que um ano de estiagem terá maior participação de térmicas a combustível fóssil e, conseqüentemente, um fator de emissão mais elevado.

No Brasil em 2013, a quantidade de tCO₂e por MWh de energia gerada foi em média 0,096, sendo que em 2014 (0,1355) e 2015 esta média foi superior, impactando significativamente no resultado de emissões de GEE totais emitidas para os inventários destes anos (MCTI, 2015).

As emissões totais do escopo 2 foram de 1538,45 tCO₂e.

3.4 OUTRAS EMISSÕES DE GEE INDIRETAS, ESCOPO 3

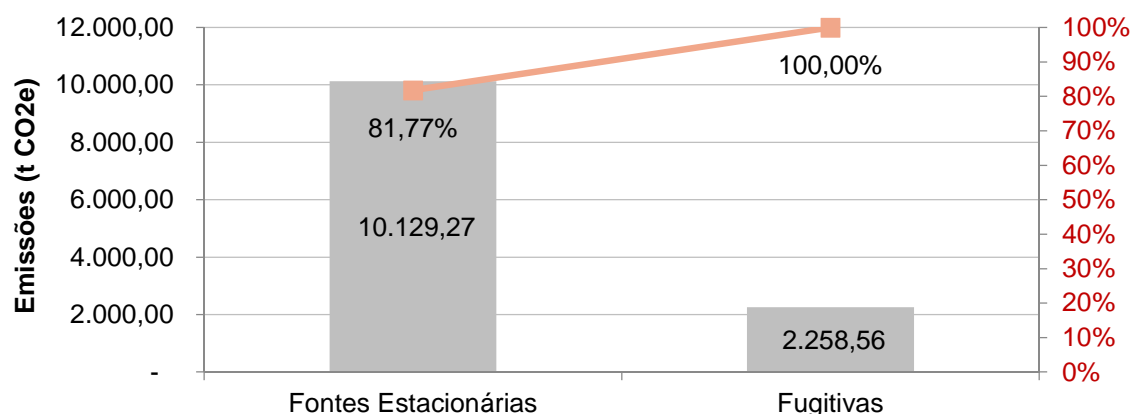
A empresa não tem gerência sobre os equipamentos de mercado frio e, tampouco, sobre o consumo de eletricidade nos mesmos, por isso o consumo de energia desta atividade foi considerado indireta e alocada no escopo 3 do inventário, representando 82 % do escopo.

O CO₂ injetado nas bebidas produzidas foi fabricado por terceiros através de combustíveis fósseis, representando os outros 18 % do escopo. Esse CO₂ retorna à atmosfera quando a bebida é consumida e, em menores quantidades, durante o envase da bebida. Apesar de as perdas durante o envase ocorrer em fontes e operações geridas pela empresa, não é possível mensurá-las. Desta forma e conforme orientação da BIER (*Beverage Industry Environmental Roundtable*), essas emissões foram integralmente alocadas no escopo 3 do inventário.

Outras fontes de escopo 3 não foram incluídas no inventário, como produção de ingredientes (açúcar e sucos), e embalagens primárias e secundárias, mas podem ser também incluídas para os próximos inventários.

As demais emissões indiretas, alocadas no escopo 3 e apresentadas no GRÁFICO 3, foram oriundas principalmente do consumo de energia elétrica nos equipamentos do mercado frio e do CO₂ utilizado para a gaseificação de bebidas. A comparação entre as emissões é feita apenas com o objetivo de visualização da relevância das atividades que tiveram suas emissões quantificadas no ano, pelo fato dessa representatividade estar sujeita à inclusão de outras fontes e qualidade dos dados de terceiros, uma vez que representam emissões em atividades sob as quais a empresa não possui ingerência.

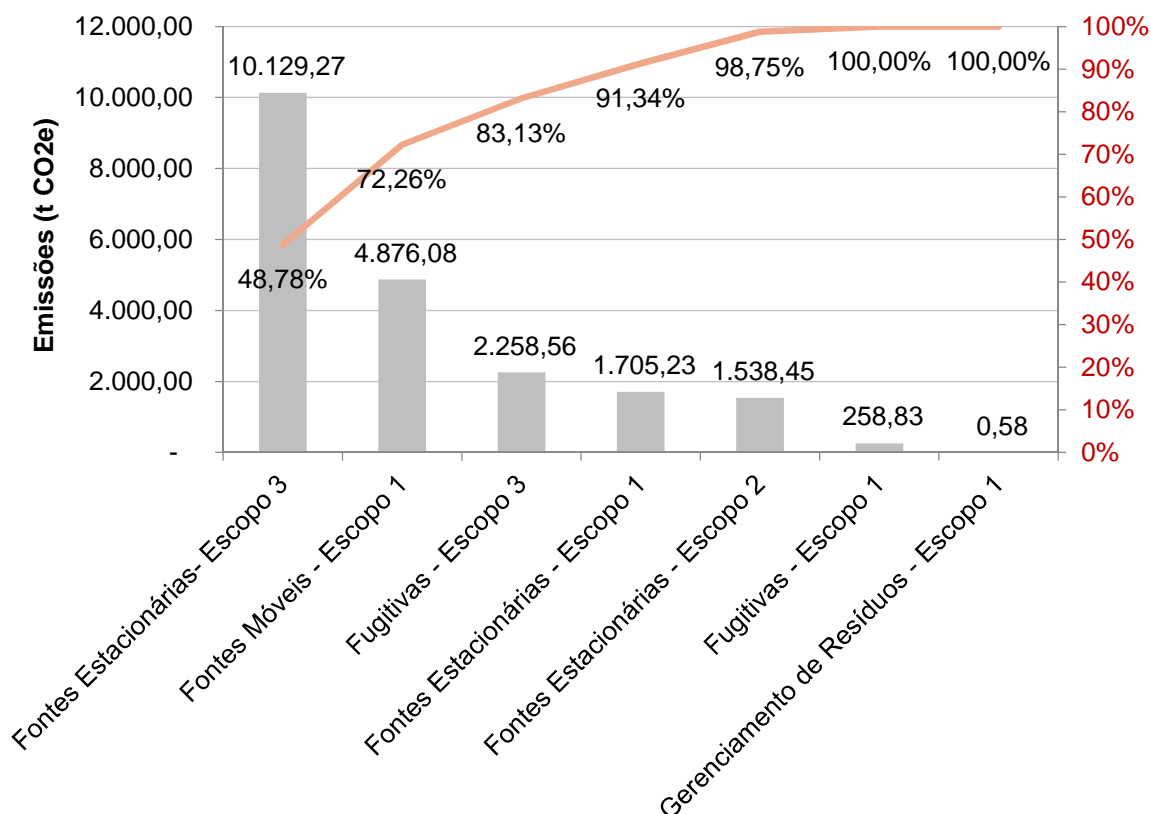
Gráfico 3: Emissões totais do Escopo 3.



3.5 MAIORES FONTES EMISSORAS (ESCOPO 1, 2 E 3)

Estão apresentadas no GRÁFICO 4 as emissões em ordem decrescente independente do escopo de modo a facilitar a priorizações de ações de mitigação e compensar as demais.

Gráfico 4: Emissões totais.



As maiores emissões foram dos equipamentos do mercado frio que são disponibilizados em pontos de venda, correspondem a 48,78% das emissões de GEE da empresa devido ao consumo de energia.

Em 2º lugar estão as emissões da frota leve, pesada e empilhadeiras com 23,48%. As emissões fugitivas do escopo 3 se referem ao consumo de CO₂ devida a gaseificação do refrigerante e correspondem a 10,88% do total de emissões, conforme apresentado na TABELA 10.

Tabela 10: Emissões devidas à gaseificação do refrigerante.

Atividade	Nome do Gás	Consumo de CO ₂ no ano (kg)	Kg CO ₂ e
Gaseificação	CO ₂	2.258.561,00	2.258.561,00

Em 4º estão as fontes estacionárias do escopo 1 que são o Gás Natural (1.660.143,5 kg CO₂e), Óleo Combustível Pesado – BPF (44.330,4 kg CO₂e) e Acetileno (758,2 kg CO₂e) que somam 1.705.232,1 kg CO₂e.

A 5º maior emissão se refere ao consumo de energia elétrica a qual é comprada. Em 2013, foram consumidos 15.960.897,3 kWh da rede elétrica nas operações da empresa. Esse consumo é justificado pelas atividades desenvolvidas na empresa, com destaque para a operação de sopro de garrafas responsável por 42,73% do total de consumo de energia elétrica na unidade devido a operação de compressores, demais consumos envolvem refrigeração e utilização de diversos equipamentos elétricos e iluminação. A TABELA 11 apresenta este consumo mensal de energia elétrica.

Tabela 11: Emissões decorrentes do consumo de energia elétrica.

Eletricidade Comprada	Consumo de energia / kWh	GJ	kg CO ₂	kg CO ₂ e
Janeiro	1.445.616,00	5.204,2	166.390,4	166.390,4
Fevereiro	1.505.135,90	5.418,5	164.059,8	164.059,8
Março	1.348.126,50	4.853,3	132.251,2	132.251,2
Abril	1.105.203,90	3.978,7	105.989,1	105.989,1
Maio	1.393.339,00	5.016,0	160.373,3	160.373,3

Junho	1.212.890,20	4.366,4	130.870,9	130.870,9
Julho	1.139.485,80	4.102,1	95.488,9	95.488,9
Agosto	1.301.993,00	4.687,2	108.456,0	108.456,0
Setembro	1.332.297,00	4.796,3	111.912,9	111.912,9
Outubro	1.243.231,00	4.475,6	103.312,5	103.312,5
Novembro	1.418.972,00	5.108,3	131.964,4	131.964,4
Dezembro	1.514.607,00	5.452,6	127.378,4	127.378,4

Em 6º estão as emissões fugitivas se referem ao consumo do gás HFC-134a utilizado para realizar a refrigeração dos equipamentos de mercado frio como geladeiras, onde foram abastecidos 181 kg, que equivalem a 258.830 kg CO₂e.

Em 7º e última posição se refere ao tratamento do efluente industrial que é realizado pelo processo aeróbio de lodos ativados. A quantidade de gerada de nitrogênio deste processo está apresentada na TABELA 12.

Tabela 12: Emissões do tratamento de efluente industrial.

Período	Quantidade Tratada (m³)	Nitrogênio de saída				kg CO ₂ e
		mg/L	kg	kg CH ₄	kg N ₂ O	
Janeiro	9331,00	3,31	30,89	-	0,24	72,32
Fevereiro	8.613,30	0,33	2,84	-	0,02	6,66
Março	10.503,62	1,05	11,03	-	0,09	25,82
Abril	10.235,25	3,18	32,55	-	0,26	76,21
Maio	10.073,93	1,04	10,48	-	0,08	24,53
Junho	10.891,28	1,93	21,02	-	0,17	49,22
Julho	8.181,17	2,36	19,31	-	0,15	45,21
Agosto	12.138,26	0,39	4,73	-	0,04	11,08
Setembro	11.332,95	1,22	13,83	-	0,11	32,37
Outubro	10.613,99	3,23	34,28	-	0,27	80,27
Novembro	9.153,34	3,58	32,77	-	0,26	76,73
Dezembro	10.296,42	3,15	32,43	-	0,25	75,94

4. AÇÕES DE MITIGAÇÃO

A redução das emissões pode ser obtida com a implementação de projetos, por exemplo, substituição de óleo BPF por gás natural, projetos de redução do

consumo de energia, utilização de biodiesel para o transporte do produto, entre outros.

Os projetos prioritários foram identificados com base no potencial de redução de GEE e estão apresentados em ordem decrescente.

4.1 EQUIPAMENTO DE MERCADO FRIO

Prioridade: 1

Escopo: 3 Fontes estacionárias

Descrição: Ocorre uma variedade de 55 equipamentos de mercado frio que são disponibilizados em pontos de vendas.

A definição do equipamento a ser instalado depende das características de cada ponto de venda, temperatura necessária para venda do produto, necessidade de exposição do produto, tipo de produto vendido, espaço disponível no local, entre outros.

Aqueles equipamentos com maior eficiência poderiam ter seu uso priorizado e para a definição desta eficiência os equipamentos poderiam ser submetidos ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel.

4.2 USO DE BIODIESEL PARA A FROTA PESADA

Prioridade: 2

Escopo: 1 Fontes móveis

Descrição: A distribuição e transferência de produtos das fábricas para os centros de distribuição e pontos de venda representam a maior fração de emissão de GEE deste item e estão detalhadas na TABELA 13.

Tabela 13: Emissões de CO₂e devido a atividade de distribuição e transferência de produtos.

Tipo de Atividade	Fonte de emissão / veículo/ Insumo	Frota	Combustível	Consumo de combustível	Unidade	kg CO₂e
Distribuição	Frota Leve	Alugada	Gasolina C	8.792,0	L	15.776,8
Distribuição	Frota Pesada	Própria	Diesel B5	755.066,0	L	1.920.663,4
Transferência	Frota Pesada	Terceirizada	Diesel B5	1.103.224,6	L	2.806.275,4
Fábrica	Empilhadeiras	Alugada	GLP	80.342,0	L	133.369,2

Para as frotas pesadas que consomem diesel B5 poderia ser desenvolvido projeto piloto para aumento do percentual de biodiesel de 5% para 20%.

Para a frota leve, que consomem gasolina C, poderia ser realizado o uso piloto de veículo elétrico.

Estes dois projetos seriam desenvolvidos com instituições de pesquisas e parcerias com fabricantes de veículos e fornecedores de combustível.

Quanto ao uso de GLP nas empilhadeiras, sugere-se alterar para o Gás Natural, que é um combustível que já está disponível na unidade. De acordo com Freitas, 2010, o GN apresenta um teor de hidrocarbonetos superior a 90%. É composto basicamente por metano, enquanto o GLP é composto basicamente por butano e propano. A queima do GN é mais completa do que a dos outros combustíveis fósseis, por isso libera menor quantidade de resíduos poluentes, favorecendo a proteção do meio ambiente. O GN propicia uma redução considerável da emissão de monóxido de carbono (se comparado com outros combustíveis), não emite particulados e é praticamente isento de enxofre.

De acordo com Freitas, 2010, numa situação em que as empilhadeiras são utilizadas em armazéns (ambiente com menor ventilação) os níveis de emissão de monóxido de carbono (CO) são de grande interesse, pois produzem efeitos adversos contra a saúde e na segurança do trabalhador. A utilização do GN reduz de 50% a 97% a emissão de monóxido de carbono quando comparada ao GLP.

Além disso, o uso do GN também reduz a emissão de dióxido de carbono (CO₂). Isto fornece um benefício adicional, pois o dióxido de carbono é considerado como o principal gás responsável pelo efeito estufa. O uso do GN também reduz a emissão de hidrocarbonetos não-metanos (NMHC). Estes hidrocarbonetos são altamente reativos quando exposta à luz solar e contribuem para a formação do smog urbano. Uma vantagem secundária do uso do GN é que o produto chega ao cliente através de gasodutos. Por não precisarem de carretas para transporte, a poluição provocada por estes veículos é eliminada.

Nas áreas em que ocorrem o transporte de matérias primas, como açúcar, já ocorre o uso de empilhadeiras elétricas.

O mesmo tanque de GLP do abastecimento de empilhadeiras é utilizado no refeitório (aquecimento de água e fogões) e vestiários (aquecimento de água). Poderia ser instalado painéis fotovoltaicos para aquecimento da água dos vestiários evitando neste local o uso de GLP.

4.3 REDUÇÃO DAS PERDAS DE CO₂

Prioridade: 3

Escopo: 3 Emissões fugitivas

Descrição: Descrição: Para o ano de 2013 ocorreu a perda na produção de 159.328 kg de CO₂, representando 7,16 % do consumo total de CO₂.

Ações podem ser implementadas para reduzir estes 7,16 % com ações relacionadas a reduzir as perdas na contrapressão da cabeça da enchedora, vazamentos nas mangueiras e válvulas de CO₂ dos carbonatadores e pré-carbonatadores, fechamento de válvulas e registros enquanto a máquina estiver parada, desperdícios durante paradas de linha e vazamentos em uniões roscadas.

4.4 SUBSTITUIÇÃO DO COMBUSTÍVEL DA CALDEIRA

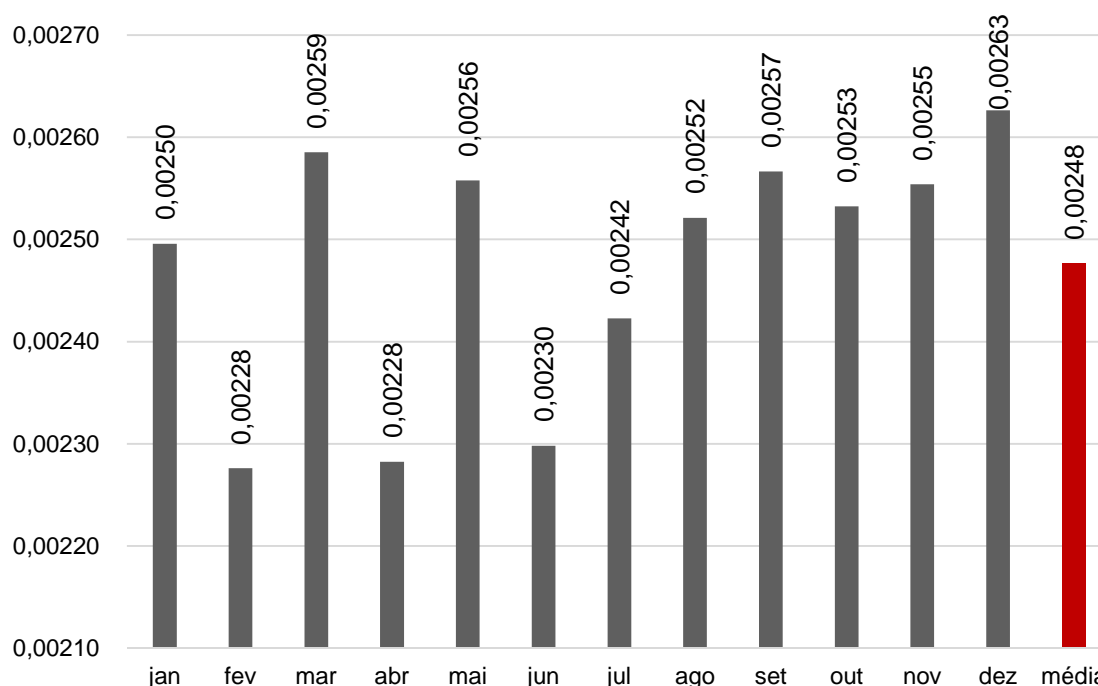
Prioridade: 4

Escopo: 1 Fontes estacionárias

Descrição: Em uma das duas caldeiras foi realizada a substituição do BPF para gás natural. A partir de então o trabalho seria utilizar a caldeira BPF somente quando ocorrer manutenções na outra caldeira e também realizar projetos de redução do consumo de gás natural.

Sugere-se que seja estabelecido o indicador Consumo de Gás Natural por litro de bebida produzido para acompanhar os resultados dos projetos de redução, conforme apresentado no GRÁFICO 5.

Gráfico 5: Consumo de Gás Natural por Litro de Bebida produzido.



Nota: Neste inventário não consta no Escopo 3, mas o fato do gás natural ser distribuído até a empresa por tubulação, evitou emissões da frota que realizaria o transporte do BPF.

4.5 REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA

Prioridade: 5

Escopo: 2 Fontes estacionárias

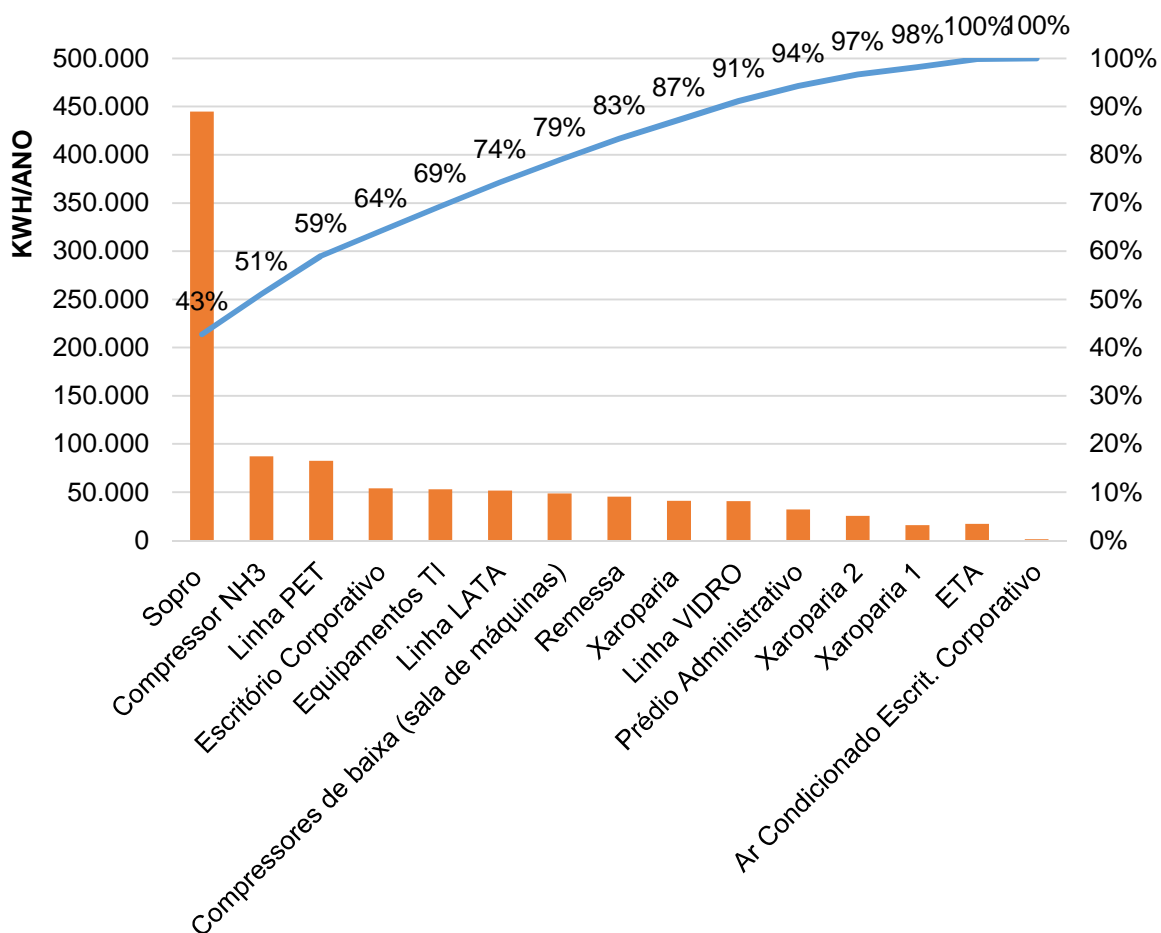
Descrição: Implementar a ISO 50001 como ferramenta para reduzir as emissões de GEE, reduzir o consumo de energia, aumentar a eficiência energética, redução de custos.

Implementar a norma de acordo com a etapas de:

- Planejar: Executar a revisão energética e estabelecer a linha de base, indicadores de desempenho energético (IDE), objetivos, metas e planos de ação necessários para obter resultados que levarão à melhoria de desempenho energético em conformidade com a política energética da organização;
- Fazer: implementar os planos de ação da gestão da energia.
- Verificar: monitorar e medir processos e características principais de operações que determinam o desempenho energético em relação à política e objetivos energéticos, e divulgar os resultados.
- Agir: tomar ações para melhorar continuamente o desempenho energético e o sistema de gestão da energia.

A empresa possui um sistema de medição setorizada do consumo de energia elétrica que permite relacionar os pontos de maior consumo visando priorizar a execução de ações de redução, conforme apresentado no GRÁFICO 6.

Gráfico 6: Medição Setorizada do Consumo de Energia.



Para obter melhores resultados podem ser tomadas ações como a redução da pressão dos compressores de baixa utilizados no sopro de garrafas, viável pela redução da gramatura das garrafas PET, instalação de inversores de frequência nos compressores, substituição dos compressores utilizados no sistema de refrigeração por amônia.

4.6 SUBSTITUIÇÃO DOS GASES REFRIGERANTES UTILIZADOS NOS EQUIPAMENTOS DE MERCADO FRIO

Prioridade: 6

Escopo: 1 Fugitivas

Descrição: Desenvolver controle e monitoramento da quantidade de gases HFC-134a coletados e destinados para destruição. Desta forma apenas os gases que ocorreram vazamentos seriam considerados.

Não está disponível a tecnologia de uso de refrigerantes naturais para os equipamentos de mercado frio. Sugere-se se envolver no desenvolvimento destes equipamentos para eliminar a geração deste gás de efeito estufa.

4.7 MINIMIZAÇÃO DA CARGA DE EFLUENTE GERADO PRIORIDADE: 7

Escopo: 1 Gerenciamento de resíduos

Descrição: Desenvolver projeto de minimização da carga de efluente gerado na empresa com ações de redução da quantidade de efluente e nitrogênio gerado que está apresentado na TABELA 14.

Tabela 14: Geração de Nitrogênio devido ao tratamento aeróbio do efluente industrial.

Período	Quantidade Tratada (m3)	Nitrogênio de saída				kg CO ₂ e
		mg/L	kg	kg CH ₄	kg N ₂ O	
Janeiro	9331,00	3,31	30,89	-	0,24	72,32
Fevereiro	8.613,30	0,33	2,84	-	0,02	6,66
Março	10.503,62	1,05	11,03	-	0,09	25,82
Abril	10.235,25	3,18	32,55	-	0,26	76,21
Maiο	10.073,93	1,04	10,48	-	0,08	24,53
Junho	10.891,28	1,93	21,02	-	0,17	49,22
Julho	8.181,17	2,36	19,31	-	0,15	45,21
Agosto	12.138,26	0,39	4,73	-	0,04	11,08
Setembro	11.332,95	1,22	13,83	-	0,11	32,37
Outubro	10.613,99	3,23	34,28	-	0,27	80,27
Novembro	9.153,34	3,58	32,77	-	0,26	76,73
Dezembro	10.296,42	3,15	32,43	-	0,25	75,94

4.8 OUTRAS NÃO CITADAS NESTE INVENTÁRIO

Prioridade: outras não citadas neste inventário.

Escopo: não aplicável.

Descrição: Apesar dos fornecedores de ingredientes e matérias-primas não fazerem parte do inventário de 2013, pode ser previamente desenvolvido projeto de agricultura sustentável junto aos fornecedores de açúcar de modo que 100% do ingrediente sejam provenientes de usinas certificadas Bonsucro até 2020, a partir de um processo de cadeia de Custódia que comprove que o açúcar certificado que sai da usina é o mesmo que chega a fábrica. Esta é uma certificação global com princípios, critérios e indicadores que medem a produção sustentável da cana-de-açúcar. Os indicadores medem os impactos econômicos, sociais e ambientais da cana-de-açúcar e ajudam a assegurar que as usinas e seus fornecedores produzem cana-de-açúcar e produtos derivados de maneira sustentável, consequentemente reduzindo as emissões de GEE.

Os projetos podem ser desenvolvidos de maneira a obter créditos de carbono que podem ser investidos nestes projetos ou nas ações de compensação.

5. AÇÕES DE COMPENSAÇÃO

A quantidade de CO₂ identificada no inventário de 2013 representa a quantidade que precisa ser compensada em 2014 para que as emissões de 2013 sejam neutralizadas.

No Brasil podem ser apoiados projetos de MDL relacionados à produção de energia a partir da biomassa (como por exemplo resíduos de madeira e bagaço de cana); produção de energia hídrica; captura e destruição do metano (CH₄) em aterros sanitários; captura e destruição do metano em atividades relacionadas ao tratamento dos dejetos de animais (como por exemplo suinocultura); projetos de energia eólica e projetos de aflorestamento e reflorestamento.

Além dos projetos de MDL que visam o desenvolvimento ambiental do país, temos também a possibilidade de realizar a compra de créditos de carbono de projetos

ambientais aplicados em qualquer parte do mundo, os quais possuem redução certificada de emissões (VERs – Verified Emission Reductions ou CERs – Certified Emissions Reductions).

6. CONCLUSÕES

6.1 INVENTÁRIO DE GEE

Foi comprovado que o uso da ferramenta do GHG Protocol permite quantificar as emissões de GEE de maneira compatível com a norma ISO 14.064 e com os métodos de quantificação do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC), permitindo resultados confiáveis quanto a quantidade de CO₂e identificada.

As informações necessárias para a realização do inventário estão disponíveis e são suficientes de modo a atender o objetivo do trabalho de apresentar o inventário de GEE.

6.2 AÇÕES DE MITIGAÇÃO

As alternativas de mitigação de GEE apresentadas neste estudo se aplicam a todos os escopos estabelecidos pela metodologia do GHG Protocol e fornecem uma grande quantidade de projetos para a empresa.

As principais ações de mitigação relacionadas foram:

- Equipamento de mercado frio;
- Uso de biodiesel para a frota pesada;
- Redução das perdas de CO₂;
- Substituição do combustível da caldeira de óleo BPF por gás natural;
- Redução do consumo de energia com a implementação da ISO 50001;
- Substituição dos gases refrigerantes utilizados nos equipamentos de mercado frio; e
- Minimização da carga de efluente gerado.

Para que estas ações sejam implementadas será necessário a participação de equipes multidisciplinares, pois envolve mudanças nos processos, análises de viabilidade técnica, econômica e investimentos.

Em razão da quantidade de projetos que podem ser aplicados, sugere-se o estabelecimento de cronograma de curto, médio e longo prazo com base em uma matriz de priorização que pode ser estabelecida com base nos critérios de gravidade, urgência e tendência (GUT), além de considerar o potencial de redução de GEE e o investimento necessário.

6.3 AÇÕES DE COMPENSAÇÃO

Existem alternativas de projetos que a empresa pode apoiar e que podem atingir a neutralidade das emissões inventariadas. A escolha dos projetos depende de uma análise de viabilidade econômica visando obter o maior retorno de sequestro de CO₂ pelo valor investido.

Temos uma grande disponibilidade de projetos brasileiros para se atingir a neutralidade de emissões. Desta forma, recomenda-se o envolvimento nestes projetos que estão relacionados à produção de energia a partir da biomassa (como por exemplo resíduos de madeira e bagaço de cana); produção de energia hídrica; captura e destruição do metano (CH₄) em aterros sanitários; captura e destruição do metano em atividades relacionadas ao tratamento dos dejetos de animais (como por exemplo suinocultura); projetos de energia eólica e projetos de aflorestamento e reflorestamento.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. ISO 14.064-1. Especificações e orientação a organizações para quantificação e elaboração de relatórios de emissões e remoções de gases de efeito estufa. 2007. 28p.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. ISO 14.064-2. Especificações e orientação a projetos para quantificação, monitoramento e elaboração de relatórios de redução de emissões ou da melhoria das remoções de gases de efeito estufa. 2007. 36p.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. ISO 14.064-3. Especificação e orientação para a validação e verificação de declarações relativas a gases de efeito estufa. 2007. 45p.

ABNT - ABNT NBR ISO 14064-1:2007. Banco de dados. Disponível em <http://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=1258>. Acesso em 10/08/15.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Brasileiro. 2014. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=548>. Acesso em 17/08/15.

BIER – Beverage Industry Environmental Roundtable. 2012. Disponível em: <http://www.bieroundtable.com/#!energy--climate/c1y5j>. Acesso em 20/05/15.

Casa Civil - Resolução SEMA Nº 58 DE 22/12/2014. Disponível em <http://www.legislacao.pr.gov.br/legislacao/pesquisarAto.do?action=exibir&codAto=136937&indice=1&totalRegistros=10>. Acesso em 10/08/15.

CNI – Confederação Nacional da Indústria. **Estratégias Corporativas de Baixo Carbono: gestão de riscos e oportunidades**. Brasília, 2011a. 76p.

CNI – Confederação Nacional da Indústria. **Estratégias Corporativas de Baixo Carbono: gestão de riscos e oportunidades**. Guia de Referência: Brasília, 2011b. 76p.

Fatores de Emissão – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, 2015. Banco de dados. Disponível em:

http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/320907/Arquivos_dos_Fatores_de_Emissao.html. Acesso em 17/08/15.

Freitas, F. T; Sousa, E. F; Lima, L. A. As vantagens da utilização do gás natural em empilhadeiras . In: VI CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA VI NATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING, 2010, Paraíba. CONEM 2010.

GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard. Disponível em:

<http://www.ghgprotocol.org/files/ghgp/public/ghg-protocol-revised.pdf>. Acesso em 22/06/15.

GHG Protocol Project Quantification Standard. Disponível em:

http://www.ghgprotocol.org/files/ghgp/ghg_project_protocol.pdf. Acesso em 22/06/15.

GHG Protocol - O Programa Brasileiro GHG Protocol. 2011. Banco de dados. Disponível em <http://www.ghgprotocolbrasil.com.br/o-programa-brasileiro-ghg-protocol>. Acesso em 10/08/15.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 1997. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.html>. Acesso em 22/06/15.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 2006. Disponível em: <http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>. Acesso em 22/06/15.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. 2000. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/index.html>. Acesso em 22/06/15.

MCT - Protocolo de Quioto, editado e traduzido pelo Ministério da Ciência e Tecnologia com o apoio do Ministério das Relações Exteriores da República Federativa do Brasil. Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0012/12425.pdf. Acesso em 10/08/2015.

MCT – Segundo Inventário Nacional de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa Não Controlados pelo Protocolo de Montreal. 2010. Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0215/215070.pdf. Acesso em 20/05/15.

MCT - Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas. Brasília, 2010. Banco de dados. Disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0215/215070.pdf. Acesso em 10/08/15.

Portaria MAPA Nº 105 DE 28/02/2013, publicada no DOU em 1/03/2013.

UNFCCC - Projetos de MDL registrados. Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>. Acesso em 28/03/2015.

1º Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários (MMA, 2011). Disponível em: http://www.mma.gov.br/estruturas/163/_publicacao/163_publicacao27072011055200.pdf. Acesso em 28/03/2015.